

SÄHKÖNLAADUN MITTAUS JA ETÄLUENTA

Saario Hannu-Pekka

Opinnäytetyö
Tekniikka ja liikenne
Sähkö- ja automaatiotekniikka
Insinööri (AMK)

2018

Tekniikka ja liikenne
Sähkö- ja automaatiotekniikka
Insinööri (AMK)

Tekijä	Hannu-Pekka Saario	Vuosi	2018
Ohjaaja	Ins. (YAMK) Aila Petäjäjärvi		
Toimeksiantaja	Lapin ammattikorkeakoulu		
Työn nimi	Sähkönlaadun mittaus ja etäluenta		
Sivu- ja liitesivumäärä	34 + 8		

Työssä perehdyttiin Lapin ammattikorkeakoulun Kemin Kosmoksen toimipisteen sähkövoimalaboratorion sähkönjakelun oppimisympäristöön ja sen sähkönlaadun mittaukseen ja etäluentaan. Työn tarkoituksena oli tutkia eri laitevalmistajien etäluentamittareita, niiden ominaisuuksia ja soveltuvuutta työn käyttökohteeseen. Tarjolla olleista etäluentamittareista valittiin työn kannalta soveltuvin mittalaitteisto, joka asennettiin ja otettiin käyttöön. Etäluenta toteutettiin sähkövoimatekniikan laboratorion tietokoneelta käytettäväksi.

Työn tekeminen aloitettiin tutustumalla oppimisympäristöön, sähkönlaadun mittaukseen ja etäluentaan sekä tekemällä esiselvitys ja yhteenveto soveltuvista mittauslaitteistoista. Hankittu mittauslaitteisto asennettiin ja sille suoritettiin käyttöönotto. Etäluennasta laadittiin käyttöohjeistus oppilaskäyttöön.

Opinnäytetyössä saatiin tulokseksi valmis etäluettava sähkölaadun mittauslaitteisto sähkönjakelun oppimisympäristöön sekä sen käyttöopas opetustarkoitukseen.

Avainsanat: sähkön laatu, etäluenta, AMR-mittaus

Technology, Communication and Transport
Electrical and Automation Engineering
Bachelor of Engineering

Author	Hannu-Pekka Saario	Year	2018
Supervisor	Aila Petäjäjärvi, M. Eng		
Commissioned by	Lapland University of Applied Sciences		
Subject of thesis	Measuring Electricity Quality and Remote Reading		
Number of pages	34 + 8		

This thesis examined the power distribution educational environment in the Power Engineering Laboratory at Lapland University of Applied and how to measure its electric power quality by means of remote meter reading. The objective was also to research different manufacturers' AMR meters, study their specifications and applicability in the laboratory environment. Out of all of the AMR meters available the most suitable system was chosen, installed and commissioned. The remote access of the device was implemented to be used by the computer in the engineering laboratory.

This thesis work started with studying the educational environment, the measurement methods of electricity quality and automatic meter reading, as well as producing a preliminary research and summary of electricity quality measurement units for procurement. The acquired setup was installed and commissioned. A manual for studying purposes was written on the remote accessing of the unit.

The results are an automatic remote power quality reading unit installed in the power distribution educational environment and its remote access manual for educational purposes.

Key words

power quality, remote access, automatic meter reading

SISÄLLYS

1 JOHDANTO	8
2 AUTOMAATTINEN MITTARINLUENTA.....	9
2.1 Järjestelmän rakenne.....	9
2.2 Tiedonsiirto	9
3 SÄHKÖN LAATU	11
3.1 Lakimääräykset	11
3.2 Standardien määritelmät.....	11
3.3 Jatkuvat ominaisuudet	11
3.3.1 Verkkotaajuus.....	12
3.3.2 Jännitetason vaihtelut.....	12
3.3.3 Nopeat jännitemuutokset	12
3.3.4 Välkyntä	13
3.3.5 Jakelujännitteen epäsymmetria	13
3.3.6 Harmoninen yliaaltojännite.....	13
3.3.7 Epäharmoninen yliaaltojännite	14
3.3.8 Verkon signaalinjännitteet liittämiskohdassa	14
3.4 Jännitehäiriöt	15
3.4.1 Käyttökeskeytykset.....	15
3.4.2 Jännitekuopat ja ylijännitteet	16
3.4.3 Transienttiylijännite.....	16
3.5 Tuntimittauslaitteistojen vaatimukset.....	17
3.6 Tuntimittauslaitteistojen laatumittausominaisuudet.....	20
3.7 Huomioitavaa laatumittauksista	20
4 LAITESELVITYS	21
4.1 Electrix	21
4.2 Landis+Gyr	23
4.3 Satec.....	23
4.4 Schneider Electric	24
4.5 Yhteenveto	26
5 ASENNUKSET JA KÄYTTÖÖNOTTO	27

5.1	Asennukset.....	27
5.2	Käyttöönotto	29
6	POHDINTA	31
	LÄHTEET	32
	LIITTEET	34

ALKUSANAT

Haluan kiittää Lapin ammattikorkeakoulua opinnäytetyön aiheen tarjoamisesta. Erityismaininta Aila Petäjäjärvelle työn ohjaamisesta ja kannustuksesta, sekä Jouko Alanivalle asiantuntemuksen tarjoamisesta.

Kemissä 7.6.2018

Hannu-Pekka Saario

KÄYTETYT MERKIT JA LYHENTEET

AMR	Automatic meter reading
PLC	Power-line communication
THD	Total Harmonic Distortion
3G	3 rd generation
GPRS	General Packet Radio Service
TCP	Transmission Control Protocol
IP	Internet Protocol
RTU	Remote Terminal Unit
PME	Power Monitor Expert
CAT6	Category 6 cable

1 JOHDANTO

Opinnäytetyön tarkoitus on tutkia markkinoilla olevia etäluentamittaristoja eri valmistajilta sekä valita niistä ominaisuuksiltaan soveltuvin opinnäytetyön käyttökohteeseen. Etäluentamittaristo hankitaan, asennetaan ja otetaan käyttöön. Etäluennan käytöstä laaditaan ohjeistus opetuskäyttöön.

Lapin ammattikorkeakoulun sähkövoimalaboratoriolla on tarve sähköenergiankulutuksen etäluennan oppimisympäristölle. Oppimisympäristöä tullaan käyttämään opiskelijoiden valmentamiseen etäluettavien energiamittareiden käyttöön. Laitteistoa valittaessa kiinnitetään huomiota sähköverkkoyhtiöiden tarpeeseen päivittää energiankulutuksen etäluentaa. AMR-mittareihin siirtymisestä on hyötyjä niin verkkoyhtiöille, asiakkaille kuin järjestelmävastaaville.

Verkkoyhtiöt pystyvät hallitsemaan paremmin sähkön laatua muuan muassa saamalla reaaliaikaista sähkön laatutietoa, paremmalla katkojen hallinnalla, hälytysten siirrolla ja virheiden nopealla havainnoinnilla. Kustannussäästöjä kertyy mittareiden luennassa ja mittarihäviöissä. Tehokkuus ja tarkkuus paranevat mittaus-toiminnoissa, laskutuksessa, sekä kytkentä- ja katkaisutoimenpiteissä. Reaaliaikainen lisäinformaatio sähkön kulutuksesta ja tuotannosta sekä tarkempi tieto sähköverkon tilasta edesauttavat verkonsuunnittelua.

Asiakkaat saavat nopeampaa ja parempaa asiakaspalvelua nopean ja täsmällisen laskutuksen muodossa, liitännäispalveluilla, kuten oman kulutuksen nettiraportoinnilla ja tarkemmilla tiedoilla kilpailutuksen hyödyistä.

Järjestelmävastaavat hyötyvät nopeammasta, tarkemmasta, ajantasaisesta ja helpompihoitoisesta järjestelmästä. Tasevirheet vähenevät ja tehojen ohjaus tehostuu. Kulutus on nopeampi tilastoida ja mahdollistaa valtakunnalliset ohjaukset. (Kärkkäinen, Koponen, Martikainen & Pihala 2006.)

Älyverkkotyöryhmän tekemässä AMR 2.0 raportissa myös korostui AMR-mittareiden tärkeys älyverkkojen (SmartGrid) toiminnallisuudessa (Älyverkkotyöryhmä 2017.)

2 AUTOMAATTINEN MITTARINLUENTA

2.1 Järjestelmän rakenne

AMR-järjestelmä (Automatic Meter Reading) koostuu mittarin päätepisteistä, keskitys- ja keräyslaitteista, servereistä ja mittarointidatan hallintajärjestelmästä. Luotettava kommunikaatiojärjestelmä on avainasemassa näiden järjestelmän osien yhteen sitomisessa. Kommunikaatio on usein AMR-järjestelmän heikoin lenkki. (Helwig 2007.)

2.2 Tiedonsiirto

Tyypillinen AMR-kommunikaatiojärjestelmä koostuu kolmesta tarpeellisesta osasta: lähettimestä, kommunikaatiotiestä ja vastaanottimesta. Useimmat etäluentajärjestelmät tarjoavat joko langattoman radiosignaalin tai langallisen PLC (power line carrier) – kommunikaatiopolun sähköverkkoa pitkin sekä lähetin-vastaanottimet mittarin päätepisteissä ja datan keräyspisteessä. (Helwig 2007.)

Kaksi kommunikointityyppiä etäluennassa ovat yksi- ja kaksisuuntainen. Yksisuuntaiset järjestelmät ovat kykeneviä vain pyytämään dataa mittareilta. Kaksisuuntaiset taas kykenevät myös lähettämään dataa mittareille sekä lukemaan niiden asetuksia. (Helwig 2007.)

Etäluentaan yleisesti liittyy myös kolme kommunikaatiotapaa: langaton mobiili, kiinteä langaton ja kiinteä langallinen. Kaksisuuntaiset kiinteät järjestelmät ovat kyvykkäimpiä laajennettujen toimintojen tukemiseen, kuten käyttökatkojen hallinnan palauttamiseen ja asiakkaan kytkentämahdollisuuteen. Tällaisia järjestelmiä ovat muun muassa PLC, eli sähköverkon kauttakommunikointi, puhelinlinjat ja internetprotokolla. (Helwig 2007.)

PLC-yhteydet ovat olleet melko suosittuja, koska johdot ovat verkkoyhtiöiden omistuksessa, yhteydellä on pitkä kantama ja se on riippumaton maaston pinnanmuodoista. Toisaalta haittapuolina ovat verkonmuutosten suora vaikutus yhteyksiin, signaalin riittävän voimakkuuden tarkastamiseen vaadittava työpanos verkon eri pisteissä ja mahdolliset pienet häiriöt asiakkaille. (Helwig 2007.)

Internet IP:n käytöllä kommunikoinnissa on se vahva puoli, että vaadittava infrastruktuuri on jo olemassa ja se tarjoaa erittäin nopeat tiedonsiirtonopeudet. Sen universaali käyttö vaatisi kuitenkin useiden internetpalveluntarjoajien yhteistyötä sekä laitteistojen että ohjelmistojen yhteensopivuuksien toteuttamista. (Helwig 2007.)

Langattomia etäluentatapoja ovat julkiset radiotekniikat (kuten GPRS), yksityiset radiotekniikat (lisensoidut ja lisensoimattomat) sekä satelliittiyhteydet. Näiden hyötyjä ovat järjestelmän edullisuus fyysisen infrastruktuurin tarpeettomuuden vuoksi, mutta ne ovat paljon epävarmempia. Varteenotettavia tekijöitä ovat käytävissä oleva kaistanleveys, häiriöt, maksimi datansiirtonopeus ja signaalin menetys. (Helwig 2007.)

3 SÄHKÖN LAATU

3.1 Lakimääräykset

Sähkömarkkinalain 19 pykälässä verkon kehittämisvelvollisuudesta määrätään, että verkonhaltijan tulee ylläpitää, käyttää ja kehittää sähköverkkoaan riittävän hyvänlaatuisen sähkön saannin turvaamiseksi verkkonsa käyttäjille sähköverkkojen toiminnalle säädettyjen vaatimusten ja verkon käyttäjien kohtuullisten tarpeiden mukaisesti. Lisäksi pykälässä on määrätty sähköverkon suunnittelusta, rakennuksesta ja ylläpidosta, että sähköverkon tulee täyttää sähköverkon toiminnan laatuvaatimukset ja sähkönsiirron sekä –jakelun tekninen laatu tulee olla muutoinkin hyvä. (Sähkömarkkinalaki/ 19 §.)

Pykälässä 97 määritellään sähkönjakelussa ja muussa verkkopalvelussa sekä sähköntoimituksessa tapahtuneen virhe, jos sähkön laatu tai toimitustapa ei vastaa sitä, mitä katsotaan sovittun. Jollei muuten ole sovittu, täällä tarkoitetaan Suomessa noudatettavia standardeja. (Sähkömarkkinalaki/ 97 §.)

3.2 Standardien määritelmät

Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet määritellään standardissa EN 50160, jonka suomennetun version löytää SFS 600-2:sta. Standardi jaetaan jakelujännitteen ominaisuuksiin pienjänniteverkossa ja suurjänniteverkossa. Tämän opinnäytetyön käyttöympäristön perusteella tarkastellaan pienjänniteverkon säädöksiä. Jännitteen ominaisuudet erotetaan jatkuviin ilmiöihin sekä jännitehäiriöihin niitä käsitellessä.

3.3 Jatkuvat ominaisuudet

Jatkuvat häiriöt eli poikkeamat nimellisarvioista esiintyvä jatkuvasti koko ajan. Tietyn kuormitustyyppin, kuormitusten vaihtelut tai epälineaariset kuormat ovat yleisimmät pääasialliset syyt näille poikkeamille.

3.3.1 Verkkotaajuus

Nimellistaajuuden tulee olla 50 Hz. Normaaleissa käyttöolosuhteissa perustaa-juuden keskiarvon 10 s aikaväliltä mitattuna yhteiskäyttöverkoissa tulee olla 49,5 Hz – 50,5 Hz 99,5 % vuodesta ja 47 Hz – 52 Hz 100 % vuodesta. Erillisverkoissa, esimerkiksi jakelujärjestelmät tietyillä saarilla, vastaavat raja-arvot ovat 49 Hz – 51 Hz 95 % viikosta ja 42,5 Hz – 57,5 Hz 100 ajasta. (SFS-EN 50160, 20.)

3.3.2 Jännitetason vaihtelut

Normaaleissa käyttöolosuhteissa, pois lukien keskeytysjaksot, jännitetason vaihtelut eivät saisi ylittää ± 10 % nimellijännitteestä. Vastaavasti tapauksissa, joissa jakeluverkkoa ei ole liitetty yleiseen siirtoverkkoon tai erityisillä syrjäseuduilla verkon käyttäjillä jännitevaihtelun ei tulisi ylittää $+ 10$ % / $- 15$ % nimellijännitteestä. (SFS-EN 50160, 20.)

3.3.3 Nopeat jännitemuutokset

Yksittäisiä nopeita jännitemuutoksi tarkastellessa jakelujännitteen nopeat muutokset aiheutuvat pääasiassa asiakkaan verkossa tapahtuvista kuormitusmuutoksista, järjestelmässä tehdyistä kytkennöistä ja vioista. Jännitemuutoksen ylittäessä jännitekuopan tai ylijännitteen havahtumiskynnyksen tapahtuma luokitellaan ennemmin jännitekuopaksi tai ylijännitteeksi kuin nopeaksi jännitteen muutokseksi. (SFS-EN 50160, 20.)

Normaaleissa käyttöolosuhteissa pienjänniteverkon nopeat jännitemuutokset eivät ylitä arvosta U_c , mutta lyhytkestoisia jännitemuutoksia, jotka ovat aina 10 % nimellijännitteestä U_n , saattaa joissain olosuhteissa esiintyä muutamia kertoja päivässä. (SFS-EN 50160, 20.)

3.3.4 Välkynä

Normaaleissa käyttöolosuhteissa, minkä tahansa viikon pituisen mittausjakson aikana jännitteen vaihtelun aiheuttaman välkynnän pitkäaikaisen häiritsevyyssindeksin tulisi olla 95 % ajasta $P_{lt} \leq 1$. (SFS-EN 50160, 22.)

3.3.5 Jakelujännitteen epäsymmetria

Jännite-epäsymmetrialla tarkoitetaan monivaihejärjestelmässä tilannetta, jossa vaihejännitteiden tehollisarvot tai niiden väliset kulmat eivät ole samat. Euroopalaisessa standardissa annetaan arvot vain vastakomponentille, koska se on olennainen järjestelmään kytkettyjen laitteiden mahdollisten häiriöiden kannalta. (SFS-EN 50160, 22.)

Normaaleissa käyttöolosuhteissa, kunkin viikon pituisen mittausjakson aikana, jokaisen, jakelujännitteen perustaajuisen vastakomponentin 10 minuutin tehollisarvon keskiarvoista 95 % tulee olla välillä 0 – 2 % perustaajuisesta myötäkomponentista. (SFS-EN 50160, 22.)

3.3.6 Harmoninen yliaaltojännite

Harmoninen yliaaltojännite tarkoittaa sinimuotoista jännitettä, jonka taajuus on jakelujännitteen perusaallon taajuus kokonaisluvulla kerrottuna. Niitä arvioidaan yksittäin niiden suhteellisella amplitudilla u_h verrattuna perustaajuisen jännitteen amplitudiin u_1 , missä h on harmonisen järjestysluku. Harmonisia yliaaltojännitteitä voidaan arvioida myös yhdessä esimerkiksi harmonisella kokonaissäröllä THD, joka lasketaan kaavalla:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}} \quad (\text{SFS-EN 50160, 22})$$

Jakelujännitteen harmoniset yliaallot johtuvat pääasiassa jakelujärjestelmän kaikille jännitetasoille kytketyistä sähkönkäyttäjien epälineaarista kuormista. Harmoniset yliaaltovirrat aiheuttavat verkon impedanssien kautta kulkiessaan yliaaltojännitteitä. Harmoniset yliaaltovirrat sekä verkon impedanssit ja siten myös harmoniset yliaaltojännitteet liittämiskohdassa vaihtelevat ajan suhteen. (SFS-EN 50160, 22.)

Normaaleissa käyttöolosuhteissa, kunkin viikon pituisen mittausjakson aikana, 95 % jakelujännitteen kunkin yksittäisen harmonisen yliaaltojännitteen 10 minuutin keskimääräisistä tehollisarvoista tulee olla pienempi tai yhtä suuri kuin Taulukossa 1 annettu arvo. Resonanssit voivat aiheuttaa suurempia jännitteitä yksittäiselle harmoniselle. (SFS-EN 50160, 22.)

Taulukko 1. Harmonisten yliaaltojännitteiden tehollisarvot (SFS-EN 50160, 22)

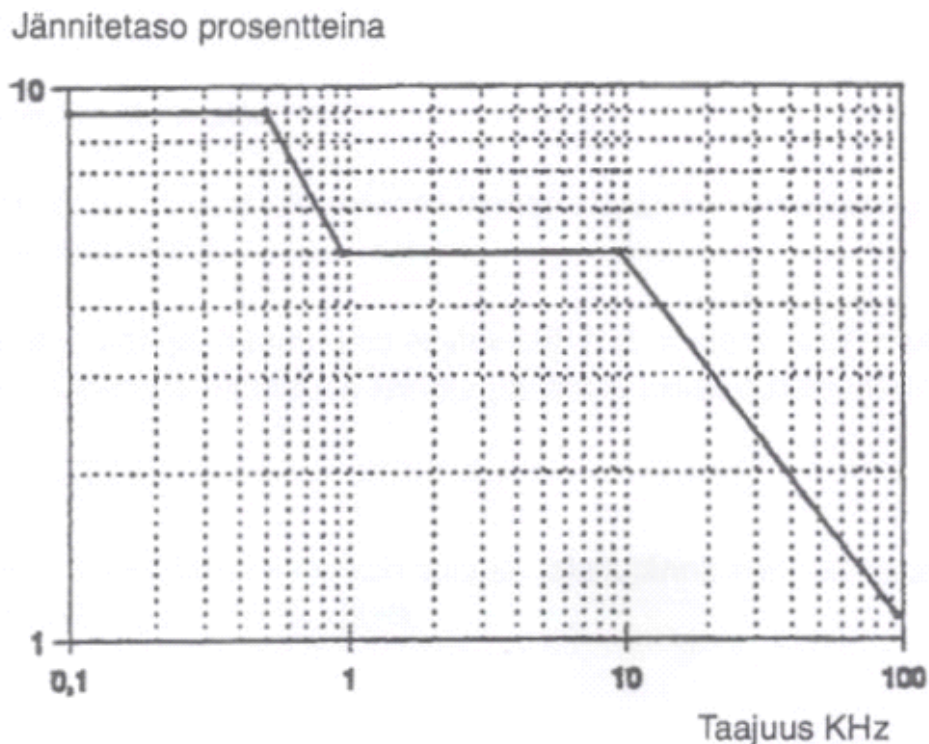
Parittomat yliaallot				Parilliset yliaallot	
Kolmella jaottomat		Kolmella jaolliset			
Järjestysluku	Suhteellinen	Järjestysluku	Suhteellinen	Järjestysluku	Suhteellinen
h	jännite (Uh)	h	jännite (Uh)	h	jännite (Uh)
5	6,0 %	3	5,0 %	2	2,0 %
7	5,0 %	9	1,5 %	4	1,0 %
11	3,5 %	15	0,5 %	6...24	0,5 %
13	3,0 %	21	0,5 %		
17	2,0 %				
19	1,5 %				
23	1,5 %				
25	1,5 %				
HUOM. Järjestysluvultaan yli 25 harmonisille ei anneta arvoja, koska ne ovat tavallisesti pieniä ja hyvin arvaamattomia resonanssitilanteiden vuoksi.					

3.3.7 Epäharmoninen yliaaltojännite

Epäharmonisten yliaaltojännitteiden taso on kasvamassa taajuusmuuttajien ja vastaavien säästölaitteiden määrän lisääntymisen vuoksi. Tasoja harkitaan hankittavien lisätietojen perusteella. Tietyissä tapauksissa epäharmoniset yliaallot aiheuttavat jopa alhaisella tasolla välkyntää tai häiriöitä verkkokäskylaitteissa. (SFS-EN 50160, 22.)

3.3.8 Verkon signaalinjännitteet liittämiskohdassa

Joissakin maissa verkko-operaattori voi käyttää yleistä jakeluverkkoa viestien siirtoon. Yli 99 % vuorokaudesta signaalijännitteen kolmen sekunnin keskiarvon tulee olla pienempi tai yhtä suuri kuin Kuviossa 1 annetut arvot. (SFS-EN 50160, 24.)



Kuvio 1. Sallitun signaalijännitteentaso taajuuden funktiona (SFS-EN 50160, 24)

3.4 Jännitehäiriöt

Jännitehäiriöillä puolestaan tarkoitetaan jännitteen käyrämuodon äkillisiä ja merkittäviä poikkeamia tavallisista tai tavoitelluista käyrämuodoista. Jännitehäiriöt sattuvat tavallisesti ei ennalta ennustettavissa olevien tapahtumien seurauksena tai ulkoisten tekijöiden aiheuttamina. Ei ennalta ennustettavia tapahtumia ovat esimerkiksi viat ja ulkoisia tekijöitä ovat tyypillisesti sääolosuhteet tai kolmas osapuoli. Joillekin jatkuville ilmiöille on määritetty sallitut raja-arvot, kun taas jännitehäiriöille voidaan tällä hetkellä antaa vain suuntaa antavia arvoja.

3.4.1 Käyttökeskeytykset

Suunnittelemattomat käyttökeskeytykset luokitellaan pitkiin (yli 3 minuutin) ja lyhyisiin (enintään 3 minuutin) keskeytyksiin. Useimpien lyhyiden keskeytysten

kesto aika on enintään muutamia sekunteja. Joissain tilastoissa lyhyiksi keskeytyksiksi määritellään enintään 1 minuutin pituiset keskeytykset. Toisaalta joskus verkon suojauksessa sovelletaan kuitenkin ohjaustoimenpiteitä, joissa pitkän keskeytyksen välttämiseksi kytkentäjärjestelyihin tarvitaan pidempi, jopa kolmen minuutin operointiaika. (SFS-EN 50160. Liite B. 56.)

Häiriökeskeytykset ovat luonteeltaan hyvin ennalta arvaamattomia ja vaihtelevat sattuman varaisesti paikasta toiseen ja myös ajallisesti. Tällä hetkellä ei ole mahdollista antaa täysin edustavia tilastollisia mittaustuloksia käyttökeskeytysten esiintymistiheydestä koko Euroopan alueelta. (SFS-EN 50160, 24.)

3.4.2 Jännitekuopat ja ylijännitteet

Jännitekuopat aiheutuvat yleensä yleisessä jakeluverkossa tai verkonkäyttäjän asennuksissa tapahtuvista vioista. Ylijännitteet taas tyypillisesti aiheutuvat kytkentätoimenpiteistä ja kuormien erottamisesta verkosta. Kummatkin ilmiöt ovat odottamattomia ja tapahtuvat hyvin satunnaisesti. (SFS EN 50160, 24.)

Tilastoa kerättäessä jännitekuopat/ylijännitteet tulee mitata standardin EN 61000-4-30 mukaisesti käyttäen jakelujännitteen nimellisarvoa referenssijännitteenä. Standardin SFS EN 50160 mittauskohteina jännitekuopille ja ylijännitteille ovat jäännösjännite sekä kesto aika (ilmoitetaan prosentteina vertailujännitteestä). Pienjänniteverkoissa näitä ilmiöitä tarkastellaan jakelujärjestelmän mukaan seuraavasti: nelijohtimisessa kolmivaihejärjestelmässä vaiheen ja nollan välinen jännite, kolmijohtimisessa kolmivaihejärjestelmässä vaiheiden väliset jännitteet ja yksivaiheisessa järjestelmässä (riippuen syöttötavasta joko vaiheiden välinen tai vaiheen ja nollan välinen jännite) johtimien välinen jännite. Tavanomaisesti kuopan havahtumisjännite on 90% nimellisjännitteestä ja ylijännitteen havahtumisjännite on 110% nimellisjännitteestä. (SFS EN 50160, 24.)

3.4.3 Transienttiylijännite

Transienttiylijännite on lyhytaikainen värähtelevä tai ei värähtelevä ylijännite, joka tavallisesti vaimenee voimakkaasti ja jonka kesto on enintään muutamia millisekunteja. Liittymiskohdassa esiintyvät transienttiylijännitteet aiheutuvat yleensä

joko salamoinnista indusoituneesta ylijännitteestä tai järjestelmässä suoritettujen kytkentätoimenpiteiden seurauksena. (SFS-EN 50160, 28.)

Transienttiylijännitteiden nousuaika vaihtelee laajasti millisekunneista alle mikro-sekunnin. Fyysisistä syistä johtuen pitkäkestoisten transienttiylijännitteiden amplitudit ovat kuitenkin pienempiä, jonka vuoksi suurten amplitudiin ja pitkien nousuaikojen samanaikaisuudet ovat epätodennäköisiä. (SFS-EN 50160, 28.)

Energiasisällöltään transienttiylijännitteet vaihtelevat huomattavasti aiheuttajan mukaan. Salaman indusoituneella ylijännitteellä on tavallisesti suurempi amplitudi, mutta pienempi energiasisältö kuin kytkennästä aiheutuneella ylijännitteellä, johtuen kytkentäylijännitteiden pidemmästä kestoajasta. (SFS-EN 50160, 28.)

3.5 Tuntimittauslaitteistojen vaatimukset

Asuin-, liiketila- ja pienteollisuusympäristöille on asetettu sähköenergiamittareiden tarkkuusvaatimukset (mittariluokat A, B, C) taulukon 2 mukaisesti. Vaatimukset koskevat pätöenergian mittausta. Jokaiselle mittariluokalle on annettu Taulukossa 2 toimintalämpötila-alueetta vastaavat virta-arvot yksivaihe- ja monivaihemittareille, sekä yksivaihekuormalla käytettävälle monivaihemittarille. Taulukossa määritellyt suurimpia sallittuja virheitä koskevat vaatimukset ovat voimassa jännite-alueella $0,9 \times U_n \leq U \leq 1,1 \times U_n$ ja taajuusalueella $0,98 \times f_n \leq f \leq 1,02 \times f_n$. Tehokertoimen alueen on oltava vähintään arvojen $\cos \varphi = 0,5$ induktiivinen ja $\cos \varphi = 0,8$ kapasitiivinen välillä. (Energiateollisuus 2010, 14-15)

Taulukko 2. Sähköenergiamittareiden tarkkuusvaatimukset (Energiateollisuus 2010, 14.)

	Toimintalämpötila-alue			Toimintalämpötila-alue			Toimintalämpötila-alue			Toimintalämpötila-alue		
	+ 5 °C ... + 30 °C			- 10 °C ... + 5 °C tai + 30 °C ... + 40 °C			- 25 °C ... - 10 °C tai + 40 °C ... + 55 °C			- 40 °C ... - 25 °C tai + 55 °C ... + 70 °C		
Mittariluokka	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Yksivaihemittari; Monivaihemittari symmetrisellä kuormalla												
$I_{\min} \leq I < I_{tr}$	3,5	2	1	5	2,5	1,3	7	3,5	1,7	9	4	2
$I_{tr} \leq I \leq I_{\max}$	3,5	2	0,7	4,5	2,5	1	7	3,5	1,3	9	4	1,5
Yksivaihekuormalla käytettävä monivaihemittari												
$I_{tr} \leq I \leq I_{\max}$, katso jäljempänä määritelty poikkeus	4	2,5	1	5	3	1,3	7	4	1,7	9	4,5	2
Käytettäessä sähkömekaanisia monivaihemittareita yksivaihekuormalla virta-alue rajataan välille $5I_e \leq I \leq I_{\max}$.												

Mittarin toimiessa eri lämpötila-alueilla sovelletaan aluetta vastaavia suurimpia sallittuja virheitä.

I = mittarin kautta kulkeva sähkövirta

I_{\min} = virran pienin sallittu arvo

I_{tr} = virran arvo, jonka yläpuolella virhe ei ylitä mittarin indeksiluokkaa vastaavia pienimpiä sallittuja virhearvoja

I_{\max} = virran suurin sallittu arvo

U = mittarin kautta kulkeva jännite

U_n = jännitteen nimellisarvo

f = taajuus

f_n = taajuuden nimellisarvo

Tarkkuusvaatimuksien lisäksi on säädetty, että sähköenergiamittarit täyttävät seuraavat vaatimukset:

- (1) Energiatietojen osalta mittalaitteen on mitattava sekä rekisteröitävä tunnin välein laitteen muistiin kumulatiivisia lukemia tai tuntikeskitehoja, jotka luetaan edelleen luentajärjestelmään.

- (2) Mittalaitteen tulee mitata vähintäänkin kuluttaja-asiakkaan ollessa kyseessä asiakkaan siirtotuotteen mukaisesti jaoteltuja kumulatiivisia lukemia.
- (3) Mittalaitteen tulee rekisteröidä erikseen verkosta otto ja verkkoon anto.
- (4) Tuntitietojen tulee tallentua vähintään 10 Wh:n tarkkuudella enintään 3x64 A:n kohteista.
- (5) Mittalaitteen tulee varustaa tuntitiedot (lukemat ja tehot) sekä muut mahdolliset mittalaitteen rekisteröimät lukemat aikaleimoilla.
- (6) Mittalaitteen muistiin tulee mahtua energiatiedot vähintään taseikkunan (1 kuukauden/14 vuorokauden) ajalta. Muiden tietojen (erityisesti >3 minuutin keskeytysten) tulee säilyä vähintään viikon.
- (7) Sähkökatkon aikana mittalaitteen kellon tulee pysyä ajassa ja samaten mittarin muistissa olevien tietojen tulee säilyä muuttumattomina.
- (8) Mittalaitteen kello tarkastetaan luentajärjestelmän kellonaikaa vasten vuorokautisen luennan yhteydessä, ja tarvittaessa asetetaan oikeaan aikaan.
- (9) Mittauslaitteen näytön on oltava selkeä ja yksiselitteinen mittauslaittedirektiivin mukaisesti, ja kuluttajan on nähtävä se helposti ilman työkaluja kulumittauksiin tarkoitetuissa tapauksissa.
- (10) Mittalaitteen tulee olla ohjelmoitavissa ja ohjelmointi tulee voida tehdä ensisijaisesti etätoimintona.
- (11) Mittalaite on hyvä varustaa etäkatkaisu ja –kytkentätoiminnoilla.
- (12) Mittalaite on voitava lukea paikallisesti tiedonsiirtoliitännän kautta, mikäli mittalaitteen etäluenta pettää.

(Energiateollisuus 2010, 16-19.)

Valtioneuvoston sähköntoimitusselvityksen ja mittausasetuksen mukaisesti 3 minuutin keskeytykset tulee rekisteröidä (jännitteettömän ajan alkamisen ja päättymisen ajankohdat) ja keskeytystiedot tulee tallentaa kahden (2) vuoden ajalta. (Energiateollisuus 2010, 23-24.)

3.6 Tuntimittauslaitteistojen laatumittausominaisuudet

Jännitteen mittaus ei ole aukotonta ja jännitteen näytteenottotaajuudet vaihtelevat mittareittain, joten tuntimittauslaitteistoista otetaan vain suuntaa-antavia tietoja jännitteestä ja lyhyistä keskeytyksistä. Myös osa jännitekuopista ja lyhyistä keskeytyksistä voi jäädä rekisteröitymättä, täten jälleen kytkentöjen seuranta on hyvä varmistaa muualta järjestelmästä. AMR -mittarit eivät ole kokonaisvaltaisia sähkönlaatumittareita, mutta niillä voidaan rekisteröidä keskeytysaikoja ja saada verkon käyttötoimintaa tukevaa informaatiota. (Energiateollisuus 2010, 23.)

3.7 Huomioitavaa laatumittauksista

Näytteenottotaajuutta tarkastellessa on huomioitava näkyvätkö kaikki jännitekuopat ja lyhyet keskeytykset, sekä miten tarkkoja jännitetietoja voidaan odottaa. Pitkistä keskeytyksistä on rekisteröitävä keskeytyksen alkua- ja päättymishetki, sekä keskeytyksen kesto ja päättymisaika. Lyhyistä keskeytyksistä rekisteröitävät tiedot ovat keskeytysten lukumäärät ja ajoittumiset. Asettelen tulee olla jännösjännite $10\% U_n / 1\% U_n$. (Energiateollisuus 2010, 23-24.)

Jännitteen mittauksesta on huomioitava, miten jännitettä mitataan (tehollisarvoja, keskiarvoja) sekä voidaanko yli- ja alijännitteen rajat määritellä. Tietojen tallennuksesta huomioitava miten/minne laatumittaukset tallennetaan ja kuinka usein tiedot haetaan mittareilta. Käyttöpaikan jännitetietojen seurattavuus reaaliaikaisesti online-toiminnon avulla on myös hyvä selvittää. (Energiateollisuus 2010, 23-24.)

4 LAITESELVITYS

Lähtökohdiltaan tarvittiin sähkön laadun mittaukseen ja etäluentaan kykenevä mittauslaite korkeakoulun sähkövoimalaboratorion yhteyteen rakennettuun 20 kV:n ilmalinjaan, jota syötetään laboratorion 10 kV:n keskijännitekojeistosta, ja päättyy mittauskeskukseen, jonne mittari sijoitetaan. Keskus on varustettu myös varavoimasyötön mahdollisuudella.

Myöhemmin on kuitenkin päätetty, ettei hintavaa sähkönlaadun mittauslaitteistoa ole kannattavaa sijoittaa kyseiseen ympäristöön, joskin sille tullaan löytämään paikka muualta sille paremmin soveltuvasta käyttöympäristöstä.

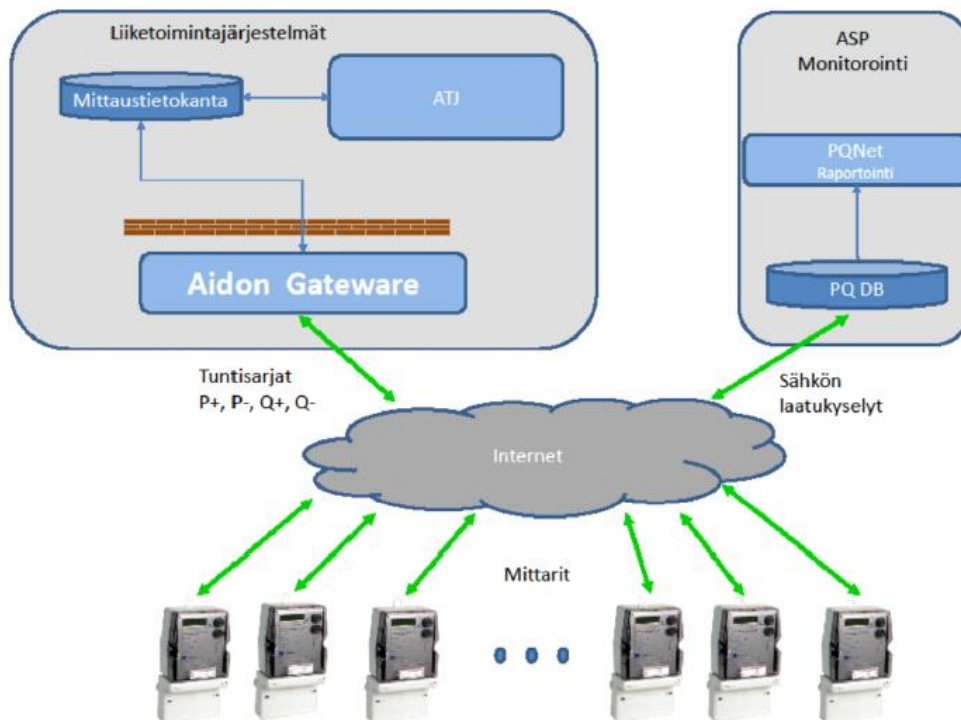
4.1 Electrix

eQL Laatuvahti2 –mittarilla onnistuu jännitteen laadun mittaukset, kuten vaihe- ja pääjännitteet, välkyntä, jännitekuoppien ja -kohoumien rekisteröinti, kokonais-särö THD, tasakomponentti U_{dc} , epäsymmetria ja harmoniset yliaallot. Myös virta-

ja tehosuurteiden mittaukset kuuluvat laitteen ominaisuuksiin muiden suurteiden ohella, kuten jännitekatkot, taajuus ja tehokerroin vaihteittain. (Electrix 2014.)

Hälytystoiminnot standardin EN 50160 ylityksistä löytyy vaihejännitteiden, jännitesärön ja välkynnän osalta. Muita hälytyksiä ovat mittarin mittausalueen ylittävät jännitteet ja virrat, mitattavat pätötehot ovat erisuuntaiset, sekä jännitteetön kentän väärä kiertosuunta. (Electrix 2014.)

Tiedonsiirto mittarilta tapahtuu joko paikallisesti RS-232C:lla, etänä 3G/GPRS –moduulilla, taikka Ethernet –verkon kautta. Sähkön laadun raporttien etäluenta onnistuu kuukausimaksullisella PQNet-ohjelmistolla, jonka kokonaiskonsepti on kuvattu Kuviossa 2. (Electrix 2014.)



Kuvio 2. eQL kokonaiskonsepti (Electrix 2014, 21)

4.2 Landis+Gyr

E850 (Kuva 1) tarjoaa välittömät arvot jännitteille, virroille, vaihekulmille, tehoker-toimille (kaikki vaiheet) sekä taajuudelle. THD:n mittaus prosentteina tai kWh:na aktiivisesta tehosta. Tarjolla on myös edullisempi E650 –mittari hieman riisutuilla ominaisuuksilla. (Landis+Gyr 2014.)

Etäluenta GSM/GPRS –moduulilla, Ethernet TCP/IP:llä ja STOM-metodilla (sig-naali kulkee jakeluverkko pitkin). Itse etäluenta tapahtuu Landis+Gyrin MAP120 ja MAP110 etäluentaohjelmistoilla. (Landis+Gyr 2014.)



Kuva 1. Landis+Gyr E850 (Landis+Gyr 2014, 4)

4.3 Satec

eXpertmeter EM720:lla (Kuva 2) onnistuu kokonaisvaltaisesti kaikkien sähkön laadun mittaussuureiden mittaukset jännitteen, virran, tehon, tehokertoimien, jän-nitteen ja virran epäsymmetrian ynnä muun sellaisen osalta. (Satec 2014.)

Reaaliaikainen tiedon monitorointi, hälytykset, sähkön laadun tapahtumalokit ja aaltomuodot, sähkön laadun raportoinnit ja arvot standardin EN 50160 mukai-sesti. (Satec 2014.)

Ei kotimaista toimittajaa/maahantuoja.



Kuva 2. eXpertmeter EM720 (Satec 2014, 2)

4.4 Schneider Electric

PowerLogic ION8650 (Kuvassa 3) käytetään sähkötuottajien jakeluverkkojen, palveluliittymien ja ala-asemien seurantaan, tehden siitä ihanteellisen itsenäisille sähkötuottajille ja yhteistuotantosovelluksille, jotka tarvitsevat tarkkaa energiamittauksia kahdensuuntaisesti sekä tuotanto-, että seisonatilassa. Laitteella onnistuu sähkön laadun mittaukset mm. jännitteen ja virran epäsymmetriasta ja häviöistä, taajuuden/tehoasteen vaihteluista, sekä yli- ja alijännitteistä. Myös yksittäiset harmoniset ja epäharmoniset yliaallot 63:n yliaaltoon asti kuuluvat mitattaviin suureisiin. (Schneider Electric 2014.)

Mittarin luenta tapahtuu esim. Ethernetillä, RS-232/485:llä, sisäisellä modeemilla, Modbus TCP:llä tai RTU:lla. Etäasettelu tapahtuu Schneiderin ION setup 3.0-ohjelmistolla, ja varsinaiseen etäkäyttöön tarvitaan PME (Power Monitorin Expert) 7.2 –ohjelmisto kattavilla raporttiominaisuuksilla. (Schneider Electric 2014.)



Kuva 3. Schneider ION8650 (Schneider Electric 2014.)

4.5 Yhteenveto

Taulukko 3. Vertailutaulukko mittareiden ominaisuuksista

EN 50150	Electrix eQL	Lan- dis+Gyr E850 F6	Satec eXpert- Meter EM720	Schnei- der ION8650	Lan- dis+Gyr E650
Verkkotaajuus		x	x	x	
Jännitetaso vaihtelut	x	x	x	x	x
Nopeat jännitemuutokset					
Yksittäiset nopeat jännitemuutokset			x		
Välkyntä	x		x	x	
Jakelujännitteen epäsymmetria	x	x	x	x	x
Harmoninen yliaaltojännite	x	x	x	x	x
Epäharmoninen yliaaltojännite			x	x	
Verkon signaalijännitteet liittämiskohdassa					
Jännitehäiriöt					
Käyttökeskeytykset	x	x	x	x	x
Jännitekuopat/ylijännitteet	x	x	x	x	
Transienttiylijännitteet			x	x	
Etäluettavuus tuki	x	x	x	x	x
Oma etäluenta	x	x	x	x	x
Scada-yhteensopivuus			x	x	

Valintaparametrit taulukoitiin (taulukko 3) ja yhteenvedon jälkeen päädyttiin Landis+Gyrin E650 mittariin. Ratkaisevia tekijöitä olivat budjetti ja mittarimallin yleinen käyttö Suomessa. Täten mittariin ja sen etäluentaohjelmistoon tutustuminen tuottaa opiskelijoille hyödyllistä kokemusta. E650 on varustettu suppeammilla sähkön laadun mittausominaisuuksilla kuin muut tarkastellut mallit, kuten nähdään taulukosta 3, ja näin ollen myös edullisempi. Lisäksi Landis+Gyrin etäluenta tapahtuu kuukausimaksuttomasti.

5 ASENNUKSET JA KÄYTTÖÖNOTTO

5.1 Asennukset

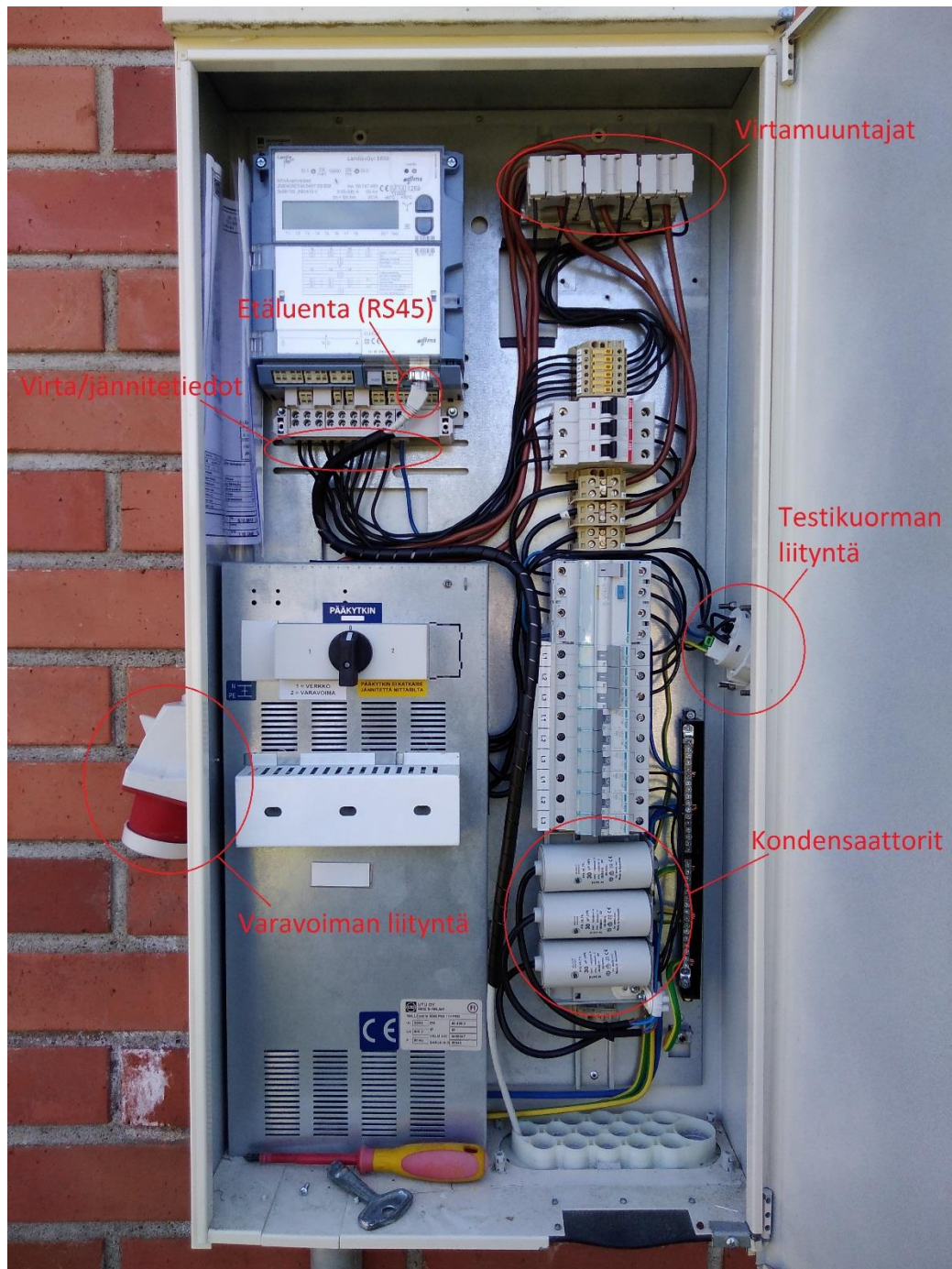
Käyttöympäristönä toimii sähkövoimalaboratorion 10 kV:n keskijännitekojeistosta syötettävä 20 kV ilmalinja, joka jatkuu 400 V:n AMKA -linjalla mittauskeskukselle MK101 (kuva 4), joka toimii mittarin sijoituspaikkana. Keskuksen lähtöjä voidaan myös syöttää kaappiin kytkettävällä varavoimalähteellä (esimerkiksi diesel-generaattori).



Kuva 4. MK101 valmis asennus

Jännitemittaus toteutetaan suoraliitynnällä, virtamittaukset epäsuorasti virtamuuntajien kautta, virtamuuntajien toisiopuolelle riviliittimet asetusten mukaan, etäluenta CAT6 - kaapelilla lähimpään verkkojakamoon ja lähiverkkoon. Asennusten suunnittelussa otettiin ohjeita sähköurakoitsijoille ja –suunnittelijoille suunnatusta Fortumin yleisohjeistuksesta. (Fortum 2011)

Asennukset suoritettiin oppilastyönä. Mittauskeskuksen pääsulakkeilta on vedetty johtimet (Cu 6mm²) riviliittimille jännitetietojen haaroitusta varten, josta johtimet jatkuvat virtamuuntajien läpi (virtatietojen lukemiseksi) keskuksen pääkytkimelle. Pääkytkin toimii samalla verkkovirran ja varavoiman valintakytkimenä. Virtatiedot on johdettu virtamuuntajilta katkaistavien riviliittimien kautta mittarille, kuten kuvassa 5 on esitetty.



Kuva 5. MK101 kytkennät.

Testikuormaa varten keskukseseen on lisätty kolmivaiheinen pistorasia keskuksen oikeaan seinään (katso Kuva 5) suojattuna kolmivaiheisella vikavirtakytkimellä ja johdonsuojakatkaisijoilla. Vaihtoehtoiseksi testikuormaksi keskukseseen on lisätty myös kolme 30 μF :n kondensaattoria johdonsuojakatkaisijoiden taakse kapasitiivisen kuorman tuottamiseksi.

Etäluentaa varten on tehty seinään läpivienti CAT6-luokan ethernet-kaapelia varten, joka on vedetty lähimpään verkkojakamoon (Kuva 6) sähkövoimatekniikan laboratorion lähiverkkoon liittämiseksi.



Kuva 6. Lähiverkkojakamo

5.2 Käyttöönotto

Landis+Gyr toimitti E650-etäluentamittarin esiohjelmoituna. Käyttöönottohetkellä oli tiedossa, ettei mittarille esiasennettu IP-osoite ollut enää ajan tasalla ja pitää tulla vaihtamaan. Mittauskeskukselle MK101 suoritettiin mittarin ja pistorasian asennus sekä tarvittavat käyttöönottomittaukset oppilastyönä.

Etäluennan yhteys testattiin suoraan mittarilta tulevasta CAT6-kaapelista pingaamalla se kannettavalla tietokoneella. Tämän jälkeen Landis+Gyrin etäkäyttöohjelmat MAP120 ja MAP 110 asennettiin sähkövoimatekniikan laboratorioille. Lähiverkkojakamossa mittari liitettiin sähkövoimalaboratorion lähiverkkoon.

Mittarin esiohjelmoitu IP-osoite tuli vaihtaa, koska Kosmoksen IP-osoitejärjestelmä päivitettiin asennusprosessin aikana. IP-osoitteen vaihtamiseksi yhteys mittariin muodostettiin suoraan jakamoon vedetystä CAT6-kaapleista kannettavaa tietokonetta käyttäen, koska IP-vaihdon vuoksi yhteyden muodostus ei onnistunut suoraan laboratoriosta. Mittarin IP-muutoksen jälkeen yhteys sähkölaboratorion reitittimeen muodostettiin onnistuneesti. Tämän jälkeen testattiin yhteyden muodostus etäkäyttöohjelmia käyttäen ja todettiin toimivaksi.

6 POHDINTA

AMR-teknologia on tullut pitkälle ja edistynyt huomattavasti jo tällä välin tämän opinnäytetyön tuottamisen aikana. Tuntimittaus ei tahdo enää riittää nykyisten älyverkkojen yms. tarpeisiin liian epätarkkana mittausmenetelmänä, vaan vaativat jo 15 minuutin välein luettavat mittaustiedot. Tuulivoimakannan yleistyessä sähköntoimittajat tarvitset yhä tarkempia kulutustietoja pystyäkseen ennakoimaan energiatarpeita. Yksityisten kuluttajien aurinkopaneeleilla yms. tuottama mikrotuotanto vaatii myöskin yhä älykkäämpiä ja tarkempia etäluentamittareita toimiakseen mahdollisimman tehokkaasti.

Asennettu mittaristo edustaa kuitenkin edelleen laajasti käytössä olevaa mittarikantaa, joten se ei suinkaan ole tarpeeton. Opetusympäristön päivittäminen tarjoaa varmasti hyvän aiheen jollekin tulevalle opinnäytetyön aiheen tarvitsijalle.

Toteutetusta oppimisympäristöstä jäi puuttumaan muutamia asioita, jotka voidaan mahdollisesti lisätä myöhemmin oppilasprojekteina. Esimerkiksi E650-mittariin on saatavilla ominaisuutena ulkoinen virransyöttö, jolloin siihen voisi muodostaa yhteyden ilman johtolähdön saattamista jännitteelliseksi. Tämä mahdollistaisi verkon tai varavoiman kytkemisen aiheuttamien mahdollisten jännitepiikkien ynnä muiden tietojen varman taltioinnin, kun mittari ei heräisi vasta samassa tilanteessa. Toinen mielenkiintoinen mahdollisuus olisi aurinko ja tuulienergian käyttö mittauskeskuksen syöttölähteenä, ja näiden tuottaman sähkönlaadun tarkastelu verrattuna verkkojännitteeseen.

LÄHTEET

Energiateollisuus. 2005. Sähkötoimituksen laatu- ja toimitustapavirheen sovel-lusohje.

Energiateollisuus. 2009. Tuntimittalaitteiden sähkön laadun mittausominaisuuksia. <http://docplayer.fi/1859430-Tuntimittalaitteiden-sahkon-laadun-mittausominaisuuksia.html>.

Energiateollisuus. 2010. Tuntimittauksen periaatteita.

Fortum. 2011. Fortumin yleisohjeet sähköurakoitsijoille ja –suunnittelijoille. Ura-koitsijaohje_fi.pdf.

Helwig, Larry. 2007. AMR Communication Systems: Making an Intelligent Choice. https://www.elp.com/articles/powergrid_international/print/volume-12/issue-4/features/amr-communication-systemsmaking-an-intelligent-choice.html.

Järventausta, P., Mäkinen, A., Nikander, A., Kivikko, K., Partanen, J., Lassila, J., Viljanen, S. & Honkapuro, S. 2003. Sähkönlaatu jakeluverkkotoiminnan arvioin-nissa. Tampereen teknillinen yliopisto & Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

Kärkkäinen, S., Koponen, A., Martikainen, A. & Pihala, H. 2006. Sähkön pienku-luttajien etäluettavan mittaroinnin tila ja luomat mahdollisuudet. VTT. <https://www.vtt.fi/inf/julkaisut/muut/2006/VTT-R-09048-06.pdf>.

Landis+Gyr. 2014. E850 –manuaali. https://www.landisgyr.eu/webfoo/wp-con-tent/uploads/2012/09/D000011399_E850_f9_k_en.pdf.

Landis+Gyr. 2014. E650 –manuaali. https://www.landisgyr.fi/webfoo/wp-con-tent/uploads/2012/09/D000011394_E650_g_en_SS.pdf.

Ranta, Aki. 2009. Sähkönlaadunmittauksella lisäarvoa AMR-järjestelmistä. Met-ropolia. Sähkötekniikka. Insinööritoimisto.

Satec. 2014. eXpertmeter EM720 –manuaali. <http://www.satec-global.com/si-tes/default/files/EM720-Operation-Manual.pdf>.

Schneider Electric. 2014. Schneider PowerLogic ION8650.pdf.

Schneider Electric. 2014. ION8650_datasheet.pdf. https://www.schneider-electric.com/en/download/document/PLSED310027EN_Print/.

STUK. 2015. Etäluettavien sähkömittareiden säteily on vähäistä. <http://www.stuk.fi/aiheet/kodin-ja-toimiston-sateilevat-laitteet/etaluettavien-sahkomittareiden-sateily-on-vahaista>.

Sähkömarkkinalaki. <http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2013/20130588>.

Tupala, Juha-Pekka. 2010. Standardiin pohjautuva sähköverkon laadun mittaminen. Turun ammattikorkeakoulu. Elektroniikka. Opinnäytetyö.

Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta. 2009. <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2009/20090066>.

Vehviläinen, S. 2014. eQL Laatuvahti2 –mittari. MX Electrix Oy. www.electrix.fi/userData/37359/tekniset-tiedot/eQL_Laatuvahti2.pdf.

Älyverkkotyöryhmä. 2016. Suomen älyverkkovisio. Työ- ja elinkeinoministeriö. <http://tem.fi/documents/1410877/3481825/%C3%84lyverkkovisio+final/9ddc2545-586e-4574-8195-ef9987a07151/%C3%84lyverkkovisio+final.pdf>.

Älyverkkotyöryhmä. 2017. Seuraavan sukupolven älykkäiden sähkömittareiden vähimmäisominaisuudet. Pöyry Management Consulting Oy. <http://tem.fi/documents/1410877/3481825/AMR+2.0+loppuraportti+15.12.2017/6a2df7e6-a963-40c0-b4d8-d2533fbca488/AMR+2.0+loppuraportti+15.12.2017.pdf>.

LIITTEET

Liite 1. MAP120 ja MAP110 laboratoriokäyttöopas

Liite 1 1(8).

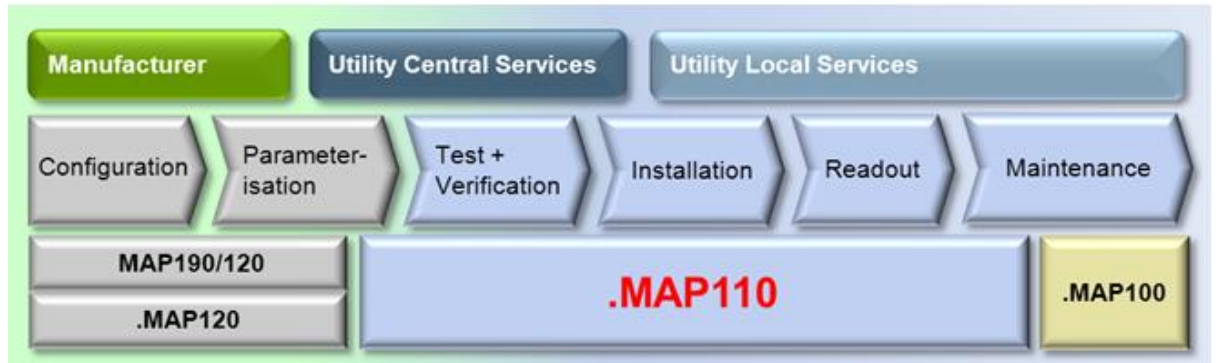


Landis+Gyr E650 energiamittarin etäluenta

MAP120

MAP110

Liite 1 2(8).



MAP 120

MAP 120 on parametrisointi ohjelma Landis+Gyrin mittareille, sekä kommunikatio moduuleille ja yksiköille. Sen ominaisuuksiin kuuluvat:

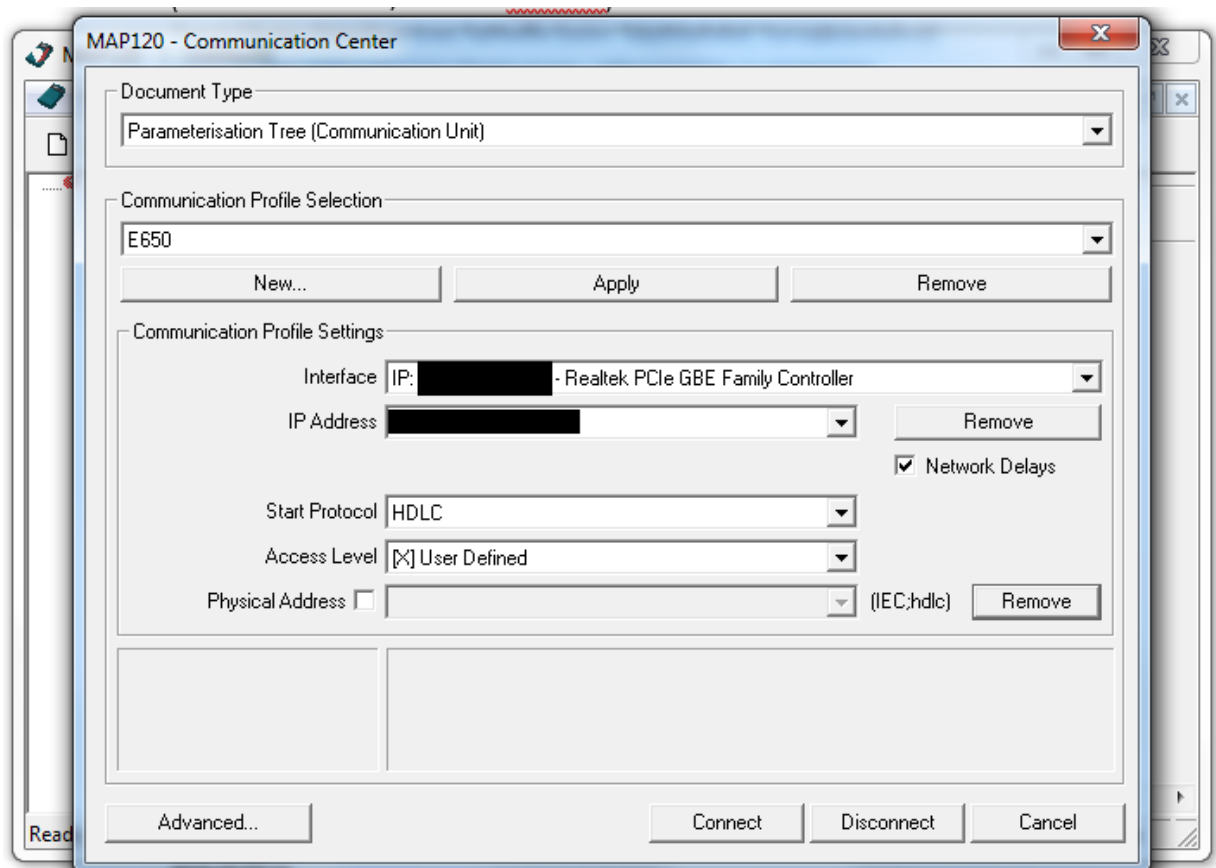
- Laitemääritelmien luonti ja muokkaus
- Kokonaisten laitemääritelmien lukeminen laitteilta
- Avustaja laitemääritelmien kirjoittamiseen sekä niihin liittyvien komentojen toteuttamiseen (esim. kellon asettelu, rekisterin resetointi)
- Datalohkojen kirjoittaminen laitteille (esim. käyttöehdot, turvajärjestelmä)
- Kokonaisten laitemääritelmätiedostojen tallentaminen ja avaaminen
- Kahden järjestelmämääritelmän vertaileminen
- Järjestelmämääritelmän tulostaminen

Liite 1 3(8).

Yhteyden luominen

Lapin amk:n sähkövoimatekniikan laboratorion E650 energiamittari on sijoitettu laboratorion 10 kV:n keskijännitekojeistosta syötettävän johtolähdön (20kV ilma-linja) päässä sijaitsevaan jakokeskukseen. Mittarin etäluentaa varten mittarissa on RS45 kommunikaatiomoduli, joka on yhdistetty laboratorion lähiverkkoon. MAP 110 ja 120 ohjelmat on asennettu kaikille laboratorion työasemille, mutta (toistaiseksi) yhteyden muodostaminen onnistuu vain työpisteeltä 8.

Mittari on päällä vain johtolähdön ollessa jännitteinen, joten yhteyden muodosta-miseksi keskijännitekojeisto ja johtolähtö on kytkettävä päälle (kts. Liite 1, kytken-täohjelma 1).



1. Avaa Landis+Gyr MAP120 – 6.0
2. Avaa Communication Center (New) mikäli se ei auennut automaattisesti ohjelman avauduttua.

Liite 1 4(8).

3. Luo uusi kommunikaatioprofiili.
4. Valitse dokumentin tyypiksi "Parametrisation Tree (Communication Unit)".
5. Interface: paikallinen verkkokortti (IP: 172... - Realtek PCIe GBE Family Controller)
6. IP osoite ja portti: XXXXXXXXXX
7. Start Protocol: HDLC
8. Access level: [X] User Defined
9. Connect

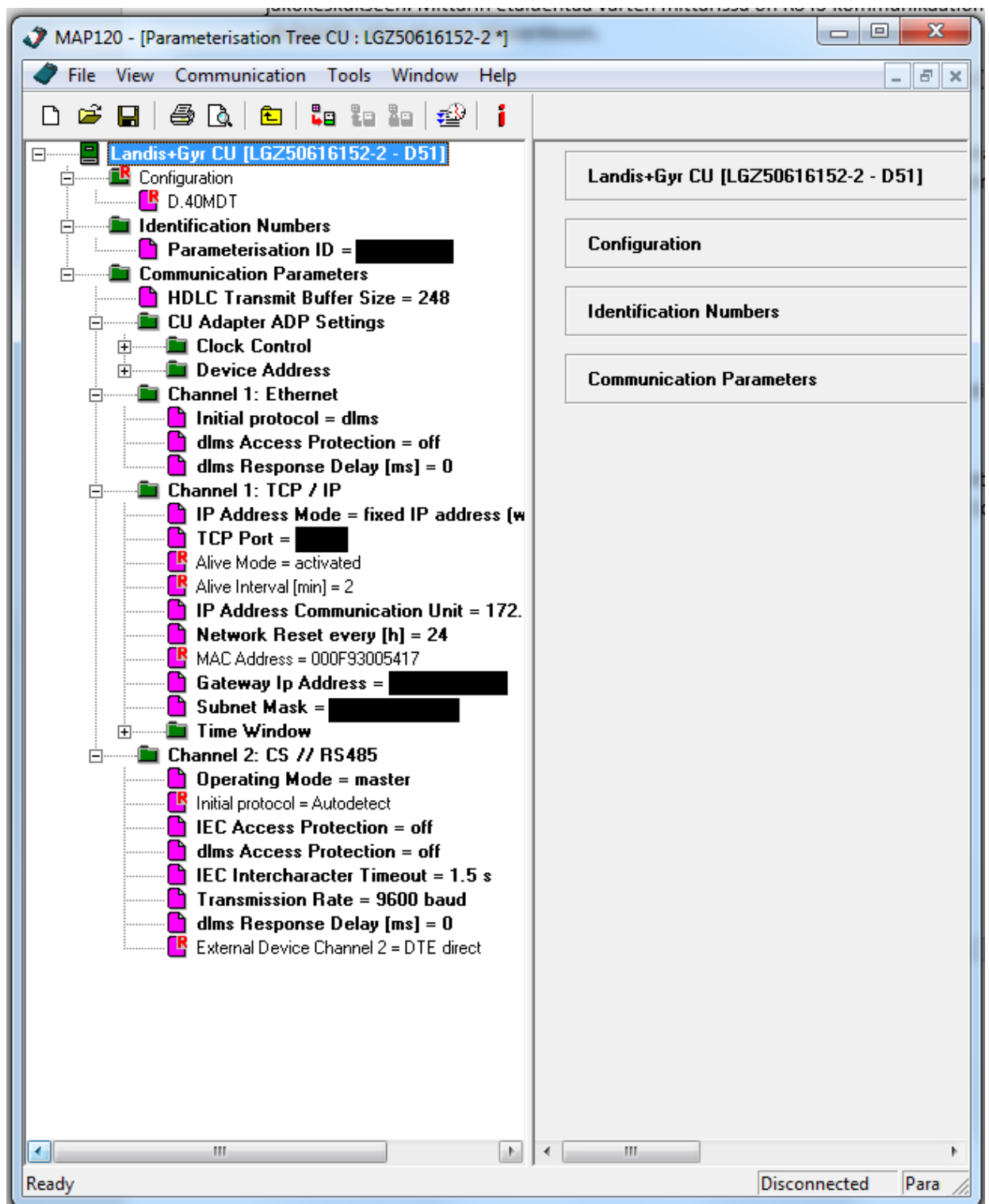
Käyttö

Riippuen luodun profiilin käyttöoikeuksista (access level, eri tasot vaativat salasana toimiaukseen) komentopuu on nähtävissä ohjelman ikkunan vasemmalla puoliskolla esittäen eri asetuskategorioita.

Oikealle puolelle tulevat näkyviin valitun kategorian asetukset, joita voidaan muokata profiilin käyttöoikeuksien rajoissa. Kaikki tehdyt muutokset pysyvät ohjelmassa eivätkä vaikuta hallittavaan mittariin ennen kuin muutokset lähetetään sinne (Send to device).

Mittarilla oleva järjestelmämalli voidaan myös lukea ajamalla "Load from device" komento.

Liite 1 5(8).



Liite 1 6(8).

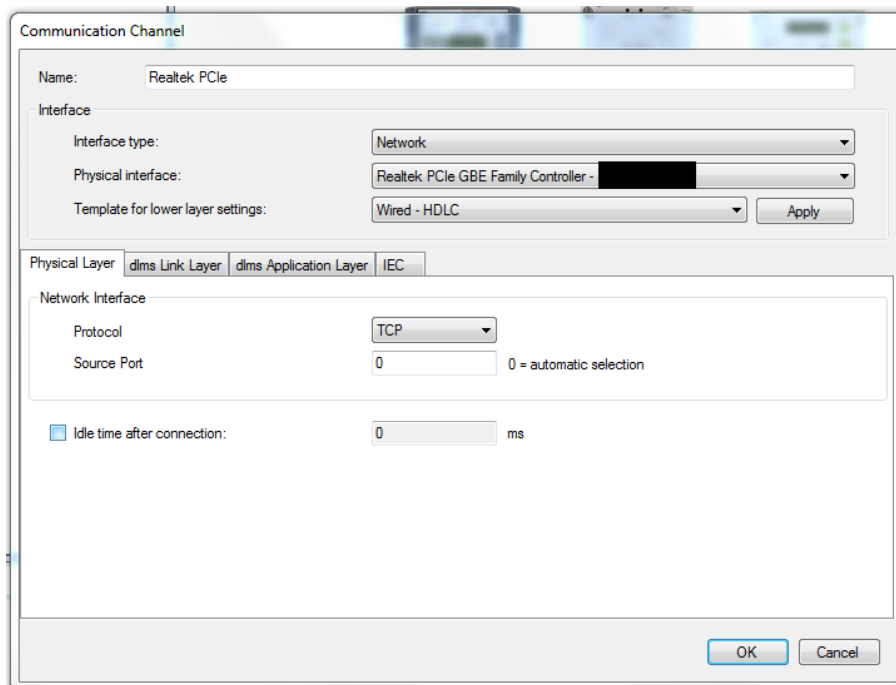
MAP 110

MAP 110 on palvelu työkalu Landis+Gyrin laitteiden laskutuksen ja diagnostiikan arvojen lukemiseen sekä huoltamiseen. Sen ominaisuuksiin kuuluvat:

- Asennukset: kellon asettelu and tunnusnumerot, rekistereiden ja profiilien resetointi, kommunikaation testaus, vektori diagrammi.
- Datan lukeminen: laskutus ja diagnostiikan arvot, profiilit, datan exporttaaminen
- Huolto: käyttöajan, kommunikointi parametrien tai valikoitujen parametrien lukeminen ja muokkaaminen, turvajärjestelmän visualisointi ja firmwaren päivitys.
-

Yhteyden muodostaminen

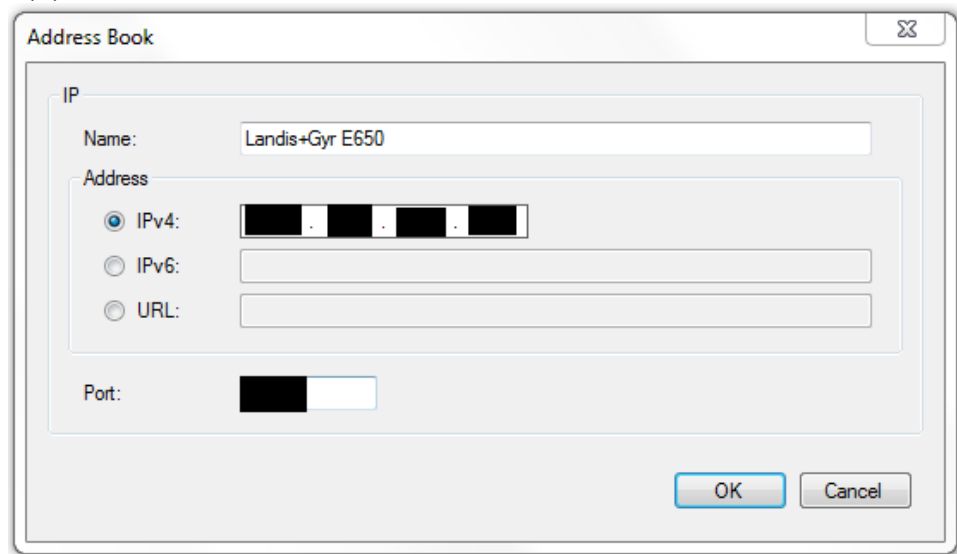
1. Avaa Landis+Gyr .MAP110 – 5.6



2. Channel settings:

- Interface type: Network
- Physical interface: Realtek PCIe GBE Family Controller – 172.16...
- Template for lower layer settings: Wired – HDLC → Apply

Liite 1 7(8).



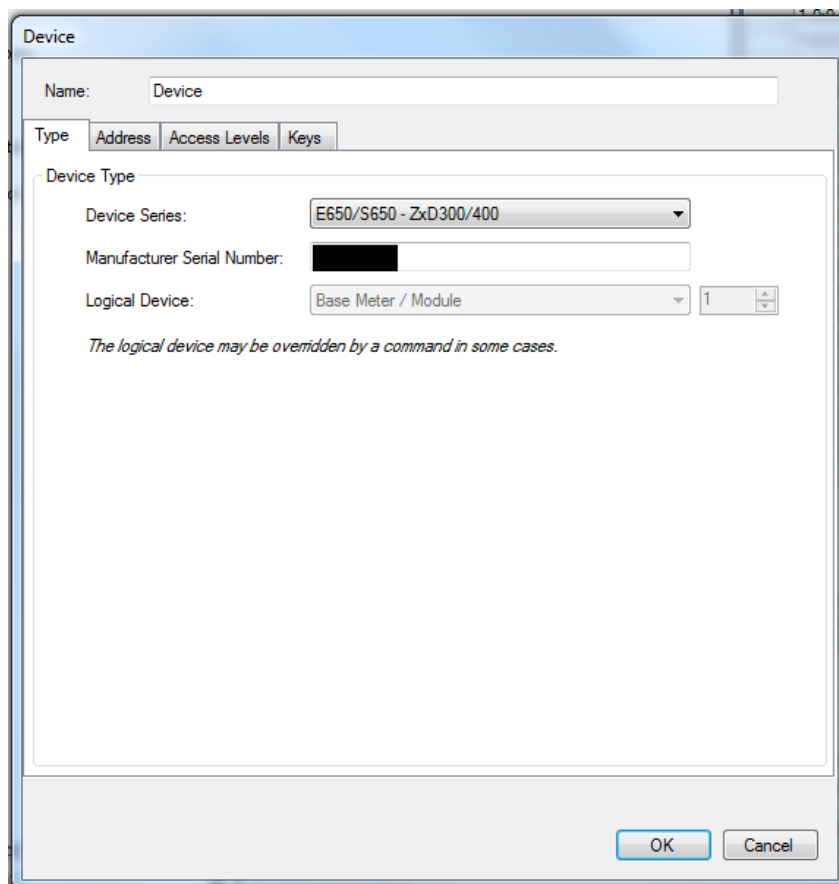
The 'Address Book' dialog box contains the following fields:

- Name:** Landis+Gyr E650
- Address:**
 - ☒ IPv4: [Redacted IP Address]
 - ☐ IPv6: [Empty field]
 - ☐ URL: [Empty field]
- Port:** [Redacted Port]

Buttons: OK, Cancel

3. IP Address:

- IPv4: [Redacted]
- Port: [Redacted]



The 'Device' dialog box contains the following fields and tabs:

- Name:** Device
- Type:** Address, Access Levels, Keys
- Device Type:**
 - Device Series:** E650/S650 - ZxD300/400
 - Manufacturer Serial Number:** [Redacted]
 - Logical Device:** Base Meter / Module 1


The logical device may be overridden by a command in some cases.

Buttons: OK, Cancel

4. Device:

- Device Series: E650/S650 – ZxD300/400

Liite 1 8(8).

Type	Address	Access Levels	Keys
Physical Device Address			
<input checked="" type="checkbox"/>	IEC Address: [REDACTED]		
<input checked="" type="checkbox"/>	HDLC Address: [REDACTED]		
<i>The use of an IEC and/or HDLC address defined here is controlled by the link settings.</i>			

- IEC Address: [REDACTED]
- HDLC Address: [REDACTED]

(IEC-osoite johdetaan käyttölaitteen sarjanumerosta ja HDLC-osoite on sarjanumeron neljä viimeistä numeroa +1000).

Käyttö

Command dropdown -ikkunasta valitaan laitekohtaiset komentopuut, tässä tapauksessa "E650/S650 – ZxD300/400".

Valitse haluttu toiminto listasta (esim. Billing Values) ja suorita "execute selected command". Tulokset ilmaantuvat viereiselle Result Screenille.